

تحلیل هزینه - فایده صادرات گاز ایران به اروپا با استفاده از خط لوله

داود منظور، حمید اسدی
دانشگاه امام صادق (ع)

چکیده

تقاضای جهانی انواع انرژی هرساله در حالی افزایش می‌یابد که گاز طبیعی نقش بسیار حیاتی و استراتژیکی در تامین این تقاضا بر عهده دارد. طبق پیش‌بینی‌های موسسات معتبر بین‌المللی، طی سه دهه آینده وابستگی اروپا به گاز طبیعی وارداتی، از ۴۷ درصد در سال ۲۰۰۴ به ۷۰ درصد در سال ۲۰۳۰ خواهد رسید. بنابراین روی آوردن اروپا به منابع جدید گاز طبیعی اجتناب‌ناپذیر بوده و ایران به عنوان دومین دارنده ذخایر گازی جهان می‌تواند یکی از منابع اصلی تامین گاز طبیعی قاره اروپا باشد. هدف اصلی این تحقیق، تحلیل هزینه-فایده احداث یک خط لوله انتقال گاز طبیعی از مبدأ عسلویه در ایران به شهر براتیسلاوا در مرکز اروپا می‌باشد که این خط لوله در مسیر خود از کشورهای ترکیه، بلغارستان، رومانی، مجارستان و اسلواکی عبور خواهد کرد. به همین منظور از دو شیوه متداول در ارزیابی اقتصادی پروژه‌های زیربنایی یعنی ارزش حال خالص (NPV) و نرخ بازدهی داخلی (IRR) استفاده شده است. نوآوری مهم این تحقیق، توجه ویژه به هزینه‌های متعدد احداث خط لوله و نیز انجام محاسبات برای احداث یک خط لوله کامل از مبدأ در ایران تا مقصد در اروپاست. نتایج این تحقیق، بیانگر آن می‌باشد که احداث خط لوله گاز طبیعی از ایران به اروپا به لحاظ اقتصادی توجیه‌پذیر می‌باشد ولی این توجیه‌پذیری با نوسان قیمت‌های گاز و نرخ بهره در اروپا در ارتباط مستقیم قرار دارد و در صورت افزایش نرخ بهره به بالاتر از ۸ درصد در اروپا، چنانچه سایر شرایط ثابت بماند، پروژه، توجیه‌پذیری خود را از دست خواهد داد. در پایان تحقیق نیز پیشنهادهای مطالعاتی و تحقیقاتی در زمینه صادرات گاز ارائه شده است.

واژه‌های کلیدی: گاز طبیعی، ذخایر، تولید، مصرف، اروپای بزرگ، تحلیل هزینه - فایده، خط لوله

مقدمه

تقاضای جهانی انواع انرژی هرساله در حالی افزایش می‌یابد که گاز طبیعی نقش بسیار حیاتی و استراتژیکی در تأمین این تقاضا بر عهده دارد. پیش‌بینی می‌شود طی دو دهه آینده، مصرف گاز شاهد یک رشد چشمگیر و بی‌سابقه در سراسر جهان باشد و در بین سال‌های ۲۰۲۰ و ۲۰۳۰ می‌تواند جایگاه نفت را به عنوان سوخت اصلی مورد استفاده مردم در سراسر جهان به خود اختصاص دهد. تقاضای فزاینده گاز بیشتر، از مزایای زیست محیطی آن که کمترین آلودگی را در بین سوخت‌های فسیلی ایجاد می‌کند، نشأت می‌گیرد.

بازار گاز اروپا یکی از بازارهای در حال گسترش بوده و قراردادهای بلندمدت فروش گاز در آن رواج زیادی دارد. اما ایران به عنوان دومین دارنده منابع گاز طبیعی در جهان هنوز هیچ جایگاهی را در تأمین تقاضای گاز اروپا به خود اختصاص نداده است لذا بازار اروپا به دلیل رشد چشمگیر مصرف گاز طبیعی آن طی ۳ دهه آینده و نیز وابستگی شدید این قاره به گاز طبیعی وارداتی باید به عنوان یکی از بازارهای هدف ایران مورد بررسی قرار بگیرد.

در حال حاضر کشورهای روسیه، نروژ و الجزایر مهم‌ترین عرضه‌کنندگان گاز اروپا هستند. اما اروپایی‌ها برای پاسخ به تقاضای فزاینده گاز طبیعی خود در ۲ تا ۳ دهه آینده نیازمند دستیابی به منابع بیشتر و جدیدتری هستند. ضمن اینکه تنوع بیشتر در منابع عرضه گاز یکی از راه‌های اطمینان از امنیت عرضه بلند انرژی به شمار می‌رود. با این حال پیش از هرگونه اقدام نسبت به صادرات گاز به اروپا باید نسبت به اقتصادی بودن ورود ایران به بازار گاز اروپا بویژه از طریق خط لوله، طی سال‌های آینده، اطمینان حاصل کرد که این تحقیق نیز در حد بضاعت خود بر آن اهتمام ورزیده است.

با وجود برخورداری ایران از دومین ذخایر گاز دنیا، اطلاع از آخرین وضعیت ذخایر، تولید و مصرف در کشور می‌تواند درک اولیه‌ای از امکان صادرات گاز به بازارهای جهانی را به دست دهد. لذا در این بخش نگاه مختصری به آخرین آمار مربوط به ذخایر و میادین گاز طبیعی ایران خواهیم داشت.

مطابق آمار ترازنامه انرژی سال ۱۳۸۳ وزارت نیرو^۱، کل ذخایر قابل استحصال گاز طبیعی ایران در پایان سال ۱۳۸۳ بالغ بر ۲۶/۷۴ تریلیون متر مکعب بود. همچنین، تا پایان سال ۸۳ سهم مناطق خشکی از کل ذخایر قابل استحصال ۳۳/۶۲ درصد و سهم مناطق دریایی ۶۶/۳۸ درصد بوده است. همچنین بر اساس گزارش آماری سال ۲۰۰۶ شرکت بی پی^۲ از وضعیت تولید و مصرف انرژی در جهان ذخایر گاز طبیعی ایران در پایان سال ۲۰۰۵ میلادی ۲۶/۷۴ تریلیون متر مکعب معادل ۱۴/۹ کل ذخایر گاز طبیعی جهان بوده است.

بررسی روند ذخایر گاز طبیعی ایران در چند سال گذشته حاکی از آن است که با وجود رشد متوسط ۱۰ درصدی سالانه در مصرف گاز طبیعی، به دلیل اکتشافات جدید، ذخایر این انرژی در ایران نه تنها کاهش نیافته بلکه رشد قابل ملاحظه‌ای را نیز تجربه کرده است. مطابق آمار بی پی در حالیکه ذخایر قابل استحصال گاز طبیعی ایران در سال ۱۹۸۵ معادل ۱۳/۹۹ میلیون متر مکعب بود، این رقم در سال‌های ۱۹۹۵ و ۲۰۰۴ به ترتیب ۱۹/۳۵ میلیون متر مکعب و ۲۶/۷۴ میلیون متر مکعب بوده است.

۱- کتاب انرژی سال ۱۳۸۳، وزارت نیرو، پاییز ۱۳۸۳، صفحه ۱۷۷

2 - British Petroleum Statistical Review of World Energy, ۲۰۰۶, p 45

مهم ترین میادین گازی مستقل ایران عبارتند از :

- میادین گازی پارس جنوبی با ذخیره ۲۸۰ تا ۵۰۰ تریلیون فوت مکعب گاز
 - میادین گازی پارس شمالی با ذخیره ۵۳ تریلیون فوت مکعب
 - میادین گازی کنگان با ذخیره ۲۹ تریلیون فوت مکعب گاز طبیعی
 - میدان نار با ذخیره ۱۳ تریلیون فوت مکعب
 - میدان گازی خانگیران با ذخیره ۱۱ تریلیون فوت مکعب گاز طبیعی
- اطلاعات فوق حاکی از آن است که ایران از ذخایر کافی برای انجام برنامه های صادراتی برخوردار است ولی این اطلاعات به تنهایی کافی نیست و باید نسبت به وجود ظرفیت های مناسب صادراتی نیز اطمینان حاصل کرد.
- بر این اساس پیش بینی و برآورد توان بالقوه صادرات گاز طبیعی ایران در میان مدت (تا سال ۲۰۲۰) را در یک جدول خلاصه نموده ایم. تردیدی نیست که برخورداری از ظرفیت بالقوه و توان قابل قبول صادراتی شرط لازم حضور در بازارهای جهانی صادرات گاز طبیعی است که این امر نیز خود مستلزم انجام سرمایه گذاری های کلان و برنامه ریزی دقیق جهت ظرفیت سازی لازم در راستای رسیدن به اهداف صادراتی است.
- همانطور که در جدول زیر نشان داده شده است، توان بالقوه صادرات گاز طبیعی ایران تا سال ۲۰۲۰ با طی یک روند صعودی به ۹۶/۶۸ میلیارد متر مکعب خواهد رسید.^۱

سال	۲۰۰۳	۲۰۰۴	۲۰۰۵	۲۰۰۶	۲۰۰۷	۲۰۰۸
صادرات بالقوه	۳/۱۵	۴/۵	۶/۳	۱۰/۵۳	۱۳/۷۷	۱۹/۹۶۰
سال	۲۰۰۹	۲۰۱۰	۲۰۱۱	۲۰۱۲	۲۰۱۳	۲۰۱۴
صادرات بالقوه	۲۶/۲	۳۵/۰۶	۳۹/۰۲	۴۷/۲۵	۵۴/۷۸	۵۸/۱۳
سال	۲۰۱۵	۲۰۱۶	۲۰۱۷	۲۰۱۸	۲۰۱۹	۲۰۲۰
صادرات بالقوه	۶۴/۰۱	۷۸/۰۹	۷۸/۸۱	۸۶/۴۵	۹۲/۰۷	۹۶/۸۸

کشور ایران به لحاظ جغرافیایی در موقعیت بسیار حساسی قرار دارد. همسایگی با کشورهای آسیای میانه و ایستادن در مرزهای شرقی اروپا موجب شده تا کشورمان در موقعیتی مناسب برای صادرات حجم عظیمی از گاز به کشورهای اروپایی و آسیایی قرار بگیرد. در واقع ایران با داشتن موقعیتی استراتژیک و ذخایر بسیار بالای گاز طبیعی تاکنون باید به یکی از مهمترین و کلیدی ترین صادرکنندگان گاز جهان تبدیل شده بود.

البته عدم تحقق این امر ناشی از دلایل متعددی است که از جمله آنها می توان به کمبود منابع سرمایه گذاری، تقاضای بسیار بالای بازار داخلی، لزوم افزایش سطح برداشت از میادین نفتی کشور با استفاده از عملیات تزریق گاز، سیاست های زیست محیطی کشور مبنی بر جایگزینی سوخت نفت با گاز

1 - National Iranian Gas Export Company, Iran-Europe Gas Pipeline, 2003, p37

طبیعی و ناتوانی برخی از خریداران در تلفیق مسائل سیاسی و اقتصادی و تبدیل گاز طبیعی به محصولات پتروشیمی و GTL اشاره کرد.

تردیدی نیست که موقعیت منحصر به فرد منطقه‌ای - اقتصادی ایران، آن را از سایر کشورهای دارنده گاز طبیعی در منطقه متمایز می‌کند. کشور ما به لحاظ جغرافیایی درست در میان بزرگ‌ترین مصرف‌کنندگان نفت و گاز جهان قرار گرفته ضمن اینکه با ۱۵ کشور جهان نیز دارای مرز خشکی و دریایی می‌باشد. از سوی دیگر ایران با داشتن جمعیتی ۷۰ میلیونی، پرجمعیت‌ترین کشور منطقه خاور میانه به شمار می‌رود. لذا با در نظر گرفتن نیروی انسانی آماده، ثروت طبیعی و خدادادی و موقعیت جغرافیایی، ایران می‌تواند به سرعت به یکی از صادرکننده‌های بزرگ گاز به بازارهای بین‌المللی تبدیل شود.

ایران با در اختیار داشتن ۲۶/۷۴ تریلیون متر مکعب گاز طبیعی در نظر دارد طی دهه‌های آینده به یکی از بزرگ‌ترین تولیدکنندگان و صادرکنندگان گاز طبیعی تبدیل شود. ایران همچنین در نظر دارد ظرفیت تولید گاز طبیعی خود را از حدود ۲۶۰ میلیارد متر مکعب در سال به ۴۰۰ میلیارد متر مکعب تا ده سال آینده و حداقل ۶۰۰ میلیارد متر مکعب تا ۲۰ سال آینده افزایش دهد. طبق این برنامه‌ریزی، موقعیت ایران به دومین یا سومین تولیدکنندگان گاز طبیعی جهان ارتقاء خواهد یافت. در چنین موقعیتی، ایران در نظر دارد ۱۰ درصد تجارت جهانی گاز را به شکل صادرات از طریق خط لوله و LNG در اختیار بگیرد.^۱

بطور کلی صادرات گاز برای کشور از چهار طریق امکان‌پذیر می‌باشد:

- ۱ - انتقال گاز طبیعی از طریق خط لوله
- ۲ - انتقال گاز از طریق تبدیل گاز به LNG (گاز طبیعی مایع شده) و حمل آن توسط کشتی به بازارهای مصرف
- ۳ - تبدیل گاز به فراورده‌های مایع نفتی^۲ و سپس انتقال آن به بازارهای هدف
- ۴ - تبدیل گاز طبیعی به برق و صادرات آن^۳

جایگاه ایران در تأمین گاز اروپا از نگاه سازمان‌های بین‌المللی

سازمان‌های منطقه‌ای (اروپایی) و بین‌المللی، تا کنون بررسی‌های متعددی را در خصوص منابع تأمین گاز طبیعی اروپا طی دهه‌های آینده انجام داده‌اند و در این مطالعات، مباحثی همچون مسیرهای انتقال گاز به اروپا، هزینه تمام شده هر یک از مسیرها، سهم هریک از صادرکنندگان در تأمین تقاضای آتی گاز اروپا و ... مورد بررسی قرار گرفته است. در این بخش به بررسی این مطالعات و جایگاه جمهوری اسلامی ایران در آنها می‌پردازیم.

1- "Iran's Strategy for Export of Natural Gas", Director of Regional Economic Cooperation MFA , Working Party on Gas UN/ECE , January 2005, Geneva

2- Gas to Liquid

3- Gas to Wire

موسسه OME^۱ وابسته به اتحادیه اروپایی یکی از سازمان‌هایی است که مطالعات گسترده‌ای را در خصوص منابع تأمین گاز اروپا به انجام رسانیده است. در تحقیقات گروه OME دو عامل مسیره‌های عرضه گاز طبیعی به اروپا و هزینه عرضه گاز از مسیره‌های مختلف به این قاره مورد بررسی قرار گرفته است. مانفرد هافنر رئیس گروه مطالعاتی OME مهمترین مناطقی را که قابلیت عرضه گاز به اروپا را تا سال ۲۰۲۰ دارند، به شرح زیر برمی‌شمارد^۲: ۱- دریای شمال ۲- آفریقای شمالی ۳- روسیه ۴- منطقه خزر و آسیای میانه ۵- خلیج فارس ۶- آفریقای غربی ۷- آمریکای جنوبی. براساس تحقیقات هافنر، ذخایر گاز طبیعی منطقه خلیج فارس به بیش از ۵۰ تریلیون متر مکعب می‌رسد که این مقدار بیشتر از ذخایر کشور روسیه می‌باشد. در این منطقه بدلیل وفور منابع نفتی، صادرات گاز طبیعی تا سال ۲۰۰۰ کمتر مورد توجه بوده است. بر اساس نتایج مطالعات گروه OME ایران مستعدترین کشور در منطقه خلیج فارس برای صادرات گاز به اروپاست که ذخایر عظیم و نیز موقعیت استراتژیک آن فرصت مناسبی را برای این امر فراهم می‌آورد. در این تحقیق حجم صادرات بالفعل و بالقوه منابع عرضه به اروپا در سه مقطع زمانی یعنی سال‌های ۲۰۰۰، ۲۰۱۰، و ۲۰۲۰ مورد مطالعه قرار گرفته که بر اساس آن صادرات گاز ایران به اروپای بزرگ (۳۰ عضوی) که در سال ۲۰۰۰، صفر بود در سال ۲۰۱۰ به ۱۰ میلیارد متر مکعب در سال بالغ خواهد شد. همچنین پیش‌بینی شده که در سال ۲۰۲۰ حدود ۳۰ میلیارد متر مکعب از تقاضای گاز طبیعی اتحادیه اروپا از طریق ایران تأمین شود. اما صادرات گاز طبیعی به اتحادیه اروپای ۱۵ عضوی یا اروپای غربی در سال‌های ۲۰۰۰ و ۲۰۱۰ صفر بود و تنها در سال ۲۰۲۰ پیش‌بینی شده که ۱۶ میلیارد متر مکعب از گاز طبیعی ایران به اروپای غربی صادر شود.

کمیته انرژی اتحادیه اروپایی به عنوان یکی دیگر از مؤسسات فعال اروپایی، ایران را یکی از عرضه‌کنندگان بالقوه گاز طبیعی به شمار آورده است. در صفحه ۲۸ این گزارش آمده است: «رشد قابل توجه تقاضای گاز در اروپا، توجه اتحادیه اروپایی به عرضه‌کنندگان جدید را اجتناب ناپذیر می‌نماید»^۳. این بدان معنی است که کشورهای ایران، عراق، قطر و ترکمنستان که هزینه واردات گاز از آنها به دلیل هزینه‌های انتقال و ترانزیت، گاه به دو برابر هزینه واردات از کشورهای الجزایر و لیبی می‌شود، به عنوان منابع جدید تأمین گاز اروپا مطرح هستند. پیش‌بینی‌هایی که در این گزارش برای احداث مسیره‌های خط لوله از ایران به اتحادیه اروپا مطرح شده، حاکی از برنامه‌ریزی‌هایی است که برای واردات گاز اروپا از ایران انجام پذیرفته است. بر اساس این گزارش، گرچه در حال حاضر هیچ طرح عملیاتی و هیچ قرارداد قطعی صادرات گاز بین ایران و کشورهای اروپایی به تصویب نرسیده، این کشور می‌تواند با احداث یک خط لوله بزرگ که از چند کشور عبور می‌کند، گاز طبیعی خود را به اروپا برساند. مسیره‌های پیشنهادی عبارتند از احداث یک ترمینال LNG با ظرفیت ۲۵ میلیارد متر مکعب در سال و انتقال گاز طبیعی به شیوه LNG به کشورهای اروپایی. مسیر دیگر عبارت است از انتقال گاز ایران به آذربایجان و ارمنستان و اتصال به شبکه گاز کشورهای آسیای میانه تا براتیسلاوا در جمهوری اسلواکی و سپس ورود به اروپای غربی. مسیر دیگر انتقال گاز به ترکیه و سپس یونان، دریای آدریاتیک و ایتالیا یا ترکیه

1- Obeseratoire Mediterranee de I Energie

2- Hafner Manfred, "Assessment of Internal and External Gas Supply Options for The EU", p45

3- Green Paper, Towards a European Strategy for the Security of Energy Supply, Technical Document, P28

- بلغارستان - رومانی - مجارستان - اتریش می‌باشد. یک راه حل ترکیبی هم وجود دارد و آن انتقال گاز ایران به بندر مدیترانه ای ترکیه و تبدیل به LNG، سپس صدور به بازارهای اروپایی است.^۱ اداره اطلاعات انرژی آمریکا یکی از مهمترین نهادهای بین‌المللی است که هر ساله آمار تولید، مصرف و تجارت انواع انرژی را در سراسر جهان منتشر نموده و چشم انداز آینده وضعیت انرژی را مورد بررسی قرار می‌دهد. این اداره در گزارش سال ۲۰۰۳ خود از چشم انداز جهانی انرژی تا سال ۲۰۲۵ ایران را یکی از صادرکنندگان بالقوه گاز طبیعی به اروپا برمی‌شمارد. بر اساس این گزارش تکمیل خط لوله گاز ایران به ترکیه نخستین گام ایران برای صادرات گاز طبیعی به اروپا به شمار می‌رود. ایران با در اختیار داشتن حجم عظیم ذخایر زیر زمینی خود می‌تواند در آینده یکی از صادرکنندگان مهم گاز طبیعی به اروپا باشد. گزینه دیگر ایران برای ورود به بازار گاز اروپا احداث یک خط لوله به ارمنستان، گرجستان و اوکراین و سپس به اروپای غربی است.

ایران همچنین می‌تواند از LNG هم برای صادرات گاز خود به اروپا استفاده کند، اما به نظر می‌رسد بهترین گزینه تکمیل و توسعه پروژه خط لوله‌ای است که در حال حاضر گاز ایران را به ترکیه می‌رساند.^۲

انستیتو اقتصاد انرژی^۳ یکی دیگر از موسساتی است که مطالعات گسترده‌ای را در خصوص آینده وضعیت گاز در اروپا به انجام رسانیده است. این مؤسسه با طراحی یک مدل عرضه گاز برای اروپا^۴ سعی در تحلیل جانب عرضه بازار گاز طبیعی دارد. در این مدل نام ایران در کنار کشور های روسیه، الجزایر، لیبی، هلند، مصر، نیجریه، و ترکمنستان به عنوان مهمترین منابع تأمین تقاضای گاز اروپا ذکر گردیده است. بر اساس این مدل خالص صادرات گاز طبیعی ایران در سال ۲۰۲۰ به ۵۸ میلیارد متر مکعب و در سال ۲۰۲۵ به ۸۵ میلیارد متر مکعب بالغ خواهد شد تا پس از کشور های روسیه الجزایر و نروژ، چهارمین صادر کننده گاز طبیعی جهان خواهد باشد.^۵

بر اساس نتایج این مدل اگر چه ایران در حال حاضر حضور چندانی در بازارهای جهانی گاز ندارد، ولی تا سال ۲۰۲۵ یکی از بزرگترین صادرکنندگان گاز به اروپا تبدیل خواهد شد. این گزارش تصریح می‌کند، از آنجا که تولید گاز طبیعی الجزایر و نروژ در بلند مدت به دلیل کاهش ذخایرشان روندی نزولی خواهد گرفت، ایران می‌تواند جایگاه دومین صادرکننده گاز طبیعی به اروپا را از آن خود کند. همچنین به دلیل حجم عظیم ذخایر ایران و نیز امکان استفاده از خطوط لوله فعلی، هزینه عرضه گاز ایران ارزانتر از هزینه عرضه گاز از روسیه و نروژ نه تنها برای اروپای شرقی که برای اروپای غربی تمام می‌شود. همچنین خطوط لوله تکمیل شده ایران می‌تواند در اختیار عرضه‌کنندگان دیگر از جمله ترکمنستان، آذربایجان و عراق قرار بگیرد.

1 - The previous reference

2 - Energy Information Administration, International Energy Outlook 2003,p79

3 - Institute of Energy Economics

4 - EUGAS

5- Andreas See Lige, European Gas Supply Model, Institute of Energy Economics, University of Cologne , P2

وضعیت عرضه و تقاضای گاز طبیعی در اروپا

بر اساس جدیدترین گزارش شرکت بی پی که در ماه جولای سال ۲۰۰۶ منتشر شد کل ذخایر منطقه اروپا منهای روسیه و جمهوری شوروی سابق در سال ۲۰۰۵ معادل ۸/۹۲ تریلیون متر مکعب بود که این رقم کمتر از یک سوم ذخایر اثبات شده گاز طبیعی ایران است. در این سال ذخایر اثبات شده تمام دنیا ۱۷۹/۸۳ تریلیون متر مکعب بود. مقایسه میزان ذخایر اروپا با ذخایر کل جهان بیانگر آن است که تنها ۵/۴ درصد ذخایر اثبات شده گاز طبیعی جهان در قاره اروپا قرار دارد.

در سال ۲۰۰۵ در منطقه اتحادیه اروپا در مجموع ۱۹۹/۷ میلیارد متر مکعب گاز طبیعی تولید شد. کل تولید جهان در این سال، ۲۷۶۳ میلیارد متر مکعب بود. این آمار حاکی از آن است که در سال ۲۰۰۵ میلادی تنها ۷/۲۲ درصد تولید جهان در کشورهای اتحادیه اروپایی انجام گرفت. آمار تولید گاز طبیعی در اروپا طی سالهای گذشته نیز حاکی از آن است که تولید این منطقه نسبت به سال ۲۰۰۴ در حدود ۰/۷ درصد کاهش پیدا کرده است. کل تولید جهان نیز در سال جاری، ۲/۵ درصد نسبت سال قبل از رشد داشته است.

در عین حال کل تولید منطقه خاورمیانه در سال ۲۰۰۵ برابر با ۲۹۲/۵ میلیارد متر مکعب و تولید آفریقا ۱۶۳ میلیارد متر مکعب بوده است. نسبت ذخایر به تولید جهان (R/P) در سال ۲۰۰۵ معادل ۶۵/۱۴ بود که بیانگر عمر ۶۵ ساله ذخایر گاز جهان است. با این حال به نظر می رسد که در آینده نزدیک، نسبت ذخایر به تولید از محدوده فعلی پایینتر نخواهد رفت. زیرا با توجه به اکتشافاتی که هر سال انجام می گیرد ذخایر گاز هم اکنون ۲۰ درصد بیشتر از ذخایر سال ۱۹۹۵ و حجم تولید ۲۳ درصد بیشتر از آن سال است.

در بخش مصرف، آمارهای گاز طبیعی تفاوت قابل ملاحظه‌ای با بخش تولید و ذخایر پیدا می کند. اروپا طی سال ۲۰۰۵، بیش از ۴۷۱/۲ میلیارد متر مکعب گاز طبیعی مصرف کرده که ۱۷/۱ درصد از کل مصرف جهان را شامل می شد، این رقم حاکی از رشد ۲ درصدی مصرف گاز طبیعی اتحادیه اروپا نسبت به سال قبل از آن است. کل مصرف گاز طبیعی جهان در این سال نیز، ۲۷۴۹ میلیارد متر مکعب بود که رشدی ۲/۳ درصدی را نسبت به سال قبل از آن نشان می دهد.

آژانس بین المللی انرژی با ارائه یک گزارش نسبتاً مفصل برآورد خود را از میزان تقاضای گاز در اروپا تا سال ۲۰۳۰ و نیز وابستگی واردات این قاره به گاز طبیعی و همچنین سرمایه گذاری های لازم برای رسیدن به این تقاضا اعلام کرده است که بر اساس این گزارش سهم گاز در سبد انرژی های اولیه در اروپای بزرگ بطور پیوسته در حال افزایش است و گاز طبیعی تنها انرژی اولیه ای است که واجد چنین مشخصه ای است. بر این اساس، در حالیکه سهم گاز طبیعی در تقاضای انرژی های اولیه در سال ۱۹۷۱ تنها ۷ درصد بود و در سال ۲۰۰۳ به ۲۳ درصد رسید و پیش بینی می شود که تا سال ۲۰۳۰ به حدود ۳۲ درصد کل تقاضای انرژی های اولیه در اروپای بزرگ بالغ شود.

مطالعه وضعیت تولید و عرضه گاز طبیعی نشان می دهد که با گذشت زمان و شدت گرفتن تقاضای گاز طبیعی در اروپا، وابستگی اروپا به منابع گاز وارداتی به شدت افزایش خواهد یافت. بر اساس نتایج مطالعات آژانس بین المللی انرژی در حالیکه اروپای بزرگ تا سال ۱۹۷۳ تقریباً از واردات گاز طبیعی بی نیاز بوده در سال ۲۰۰۰ بخش مهمی از عرضه ۵۲۰ میلیارد متر مکعبی به اروپای ۳۰ عضوی (اروپای بزرگ)، از طریق واردات از کشورهای خارج اتحادیه اروپا تأمین شده است. اما وابستگی اروپا به گاز

طبیعی وارداتی تا سال ۲۰۳۰ بسیار بیشتر خواهد شد. در این سال تولید گاز طبیعی در اروپای بزرگ کمتر از ۳۰۰ میلیارد متر مکعب خواهد بود. حال آنکه در حدود ۶۰۰ میلیارد متر مکعب گاز طبیعی نیز از خارج از اتحادیه اروپا به این مجموعه وارد می‌شود. به این ترتیب سهم واردات در عرضه گاز طبیعی به اتحادیه اروپا که در آغاز دهه ۱۹۷۰ چیزی حدود صفر درصد بود، در سال ۲۰۰۵ به حدود ۳۶ درصد رسیده و پیش‌بینی می‌شود تا سال ۲۰۳۰ یعنی سال پایان بررسی آژانس بین‌المللی انرژی به رقمی بالغ بر ۷۰ درصد افزایش یابد.^۱

مسیرهای صادرات گاز ایران به اروپا

در حال حاضر، دو مسیر بالقوه برای صادرات گاز ایران به اروپا می‌توان در نظر گرفت که هرکدام ویژگی‌های خاص خود را دارا می‌باشد. مسیر نخست که از کشورهای ترکیه، بلغارستان، رومانی، مجارستان و اسلواکی عبور می‌کند، نهایتاً به کشور اتریش ختم می‌شود. البته از مسیر ترکیه- یونان- ایتالیا نیز به عنوان جایگزینی برای این مسیر نام برده می‌شود. در مسیر دوم، خط لوله انتقال گاز طبیعی ایران باید برای رسیدن به اروپا باید از کشورهای آذربایجان یا ارمنستان، گرجستان و اوکراین عبور نماید.

در هر دو مسیر، خط لوله انتقال گاز باید حداقل از ۴ کشور عبور کند که این کشورها علاوه بر هزینه‌ای که بابت ترانزیت گاز دریافت می‌کنند، می‌توانند در احداث خط لوله سهم شده و بخشی از گاز طبیعی مصرفی خود را از این طریق تأمین نمایند. با این حال به جهت اهمیت خط لوله‌ای که از مسیر ترکیه عبور می‌کند در مقاله حاضر این خط لوله را مورد بررسی قرار می‌دهیم.

انتقال گاز از طریق خط لوله مستلزم طی مراحل چندی است که سرمایه‌گذاری‌های کلانی را مطالبه می‌کند. در مرحله نخست، گاز طبیعی مورد نیاز باید از چاه یا چاه‌های مورد نظر استخراج شود. در مرحله بعدی، گاز تولیدی باید جهت رسیدن به شرایط ایده‌آل و قابل استفاده شدن در مصارف صنعتی و خانگی مورد فراورش قرار گرفته و با تفکیک هیدروکربن‌های سنگین‌تر و آب زدایی وارد شبکه خط لوله شود.

چنانچه فشار گاز مورد نظر برای انتقال کافی نباشد، باید گاز استحصال شده بصورت کمپرس شده وارد شبکه خط لوله شود. به دلیل طولانی بودن خطوط لوله گاز طبیعی و پایین آمدن فشار گاز در طول مسیر، ضروری است که در خلال مسیر کمپرسورهای متعددی تعبیه شده و افت فشار به این طریق جبران شود. معمولاً در سال‌های اولیه بهره‌برداری از خط لوله، از حداکثر ظرفیت انتقال آن استفاده نمی‌شود.

طول خط لوله‌ای که گاز ایران را از طریق کشورهای ترکیه، بلغارستان، رومانی و مجارستان و اسلواکی به اروپا می‌رساند، ۴۷۱۰ کیلومتر خواهد بود که منطقه عسلویه در بوشهر را به شهر براتیسلاوا پایتخت اسلواکی متصل می‌کند. نقاط اصلی این خط لوله عبارتند از شهرهای ماکو در مرز ایران و ترکیه، بندر کرکلارلی^۲ در بلغارستان و براتیسلاوا در کشور اسلواکی.

1- Birol Fatih , "Outlook for European Gas Demand Supply and Investment to 2030" , International Energy Agency , 2003, p 87

2- Cirklareli

همچنین بر اساس محاسبات فنی انجام شده، در طول این خط لوله ۲۷ ایستگاه تقویت فشار^۱ باید ساخته شود؛ ضمن اینکه ۱۰ ایستگاه مرزی نیز در طول مسیر خط لوله احداث خواهد شد. ۳ مرکز دیسپچینگ^۲ نیز از دیگر نیازمندی‌های این خط لوله است. از دیگر امکانات مورد نیاز این خط لوله می‌توان به ۴ مرکز نگهداری و ۲۱ ایستگاه نگهداری می‌توان اشاره کرد.

طول خط لوله ۴۷۱۰ کیلومتر و قطر آن در قسمت‌های خشکی ۵۶ اینچ یا ۱۴۲۲ میلیمتر و در مناطقی که خط لوله از زیر دریا عبور می‌کند ۳۴ اینچ می‌باشد.

پیش‌بینی می‌شود که عمر خط لوله ۳۰ سال بوده و مسأله قابل توجه در این میان، برنامه زمان‌بندی و حجم گازی است طبق برنامه‌ریزی‌های انجام شده باید در کشورهای واقع در مسیر خط لوله عرضه و توزیع گردد. بر این اساس، خط لوله انتقال گاز ایران به اروپا از مسیر ترکیه با مشخصات فنی ذکر شده در سطور بالا توانایی انتقال ۳۲ میلیارد متر مکعب گاز طبیعی در سال را دارد. اما طبیعی است که به دلیل شرایط فنی و اقتصادی و نیز تقاضای نهایی برای گاز، معمولاً در نخستین سال‌های راه اندازی خط لوله از تمام ظرفیت آن بطور کامل استفاده نمی‌شود. بلکه طی یک فرایند چند ساله بسته به طول عمر خط لوله حجم انتقال گاز در خط لوله به ظرفیت کامل خود می‌رسد.

جدول ۱- جدول زمانی صادرات گاز ایران به اروپا

سال	ماکو	آنکارا	کرکلرلی	براتیسلاوا	کل
اول	۱	۲	۳	۳	۹
دوم	۱	۲	۴	۵	۱۲
سوم	۱	۳	۴/۵	۷	۱۵/۵
چهارم	۱	۳	۵	۸	۱۷
پنجم	۱	۳	۵/۵	۱۰	۱۹/۵
ششم	۲	۴	۶	۱۱	۲۳
هفتم	۲	۴	۵	۱۳	۲۵
هشتم	۲	۴	۵	۱۴	۲۶
نهم	۲	۴/۵	۶/۵	۱۵	۲۸
دهم	۲	۴/۵	۶/۵	۱۶	۲۹
یازدهم تا آخر	۳	۵	۶/۵	۱۷/۵	۳۲

لذا بر اساس برنامه‌ریزی‌های انجام شده، در نخستین سال راه‌اندازی خط لوله تنها ۹ میلیارد متر مکعب گاز در این خط لوله جریان خواهد یافت که یک میلیارد متر مکعب آن در داخل کشور و پیش از ورود به مرز ترکیه به مصرف خواهد رسید. در فاصله مسیر ماکو تا آنکارا نیز ۲ میلیارد متر مکعب از

1- Compressor Station
2 - Dispatching Center

ظرفیت خط لوله مورد استفاده قرار خواهد گرفت. در ادامه مسیر از آنکارا تا کرکلارلی و نیز از کرکلارلی تا براتیسلاوا نیز هرکدام ۳ میلیارد متر مکعب از گاز جریان یافته را تغذیه خواهند کرد. به همین ترتیب در دومین سال احداث خط لوله حجم گاز انتقالی در خط لوله به ۱۲ میلیارد متر مکعب خواهد رسید. این رقم در سال‌های سوم، چهارم، پنجم، ششم، هفتم، هشتم، نهم و دهم به ترتیب به ۱۵/۵، ۱۷، ۱۹/۵، ۲۳، ۲۵، ۲۶، ۲۸ و ۲۹ خواهد رسید. از سال یازدهم به بعد خط لوله انتقال گاز ایران به اروپا به ظرفیت کامل خود رسیده و تا پایان عمر خط لوله یعنی سال ۳۰ ام سالانه ۳۲ میلیارد متر مکعب گاز طبیعی در این خط لوله جریان خواهد یافت.

ارزیابی اقتصادی

تحلیل هزینه-فایده عبارتست از اجرای راهکاری عملی برای ارزیابی مطلوبیت پروژه‌های زیربنایی که این امر مستلزم داشتن نگاهی عمیق و گسترده است به گونه‌ای که تحولات و جریانات هزینه‌ای و درآمدی کنونی و نیز اتفاقات آینده به طور کامل در محاسبات مربوط به هزینه‌ها و درآمدها لحاظ گردد. تکنیک تحلیل هزینه فایده نخستین بار توسط جوزف دوپوا^۱ مهندس فرانسوی در سال ۱۹۴۸ بکار برده شد و آلفرد مارشال اقتصاددان انگلیسی مفاهیم اصلی آن را تعریف کرد.

برای آنکه محاسبات مربوط به تحلیل هزینه فایده به نتایج صحیح و قابل اتکایی منتهی شود، الزاماً می‌بایست تمام جوانب پروژه با یک واحد مشترک محاسبه شود. لازم به توضیح است که اندازه‌گیری دقیق و قابل اطمینان درآمدها و هزینه‌های یک پروژه خاص اغلب کاری بس دشوار و مملو از مشکلات به نظر می‌رسد و تحلیلگران در عمل هزینه‌ها و درآمدها را با استفاده از شیوه‌های آماری و یا تحلیل رفتار بازار محاسبه می‌کنند. در تحلیل هزینه فایده تمام هزینه‌ها و درآمدها بر اساس یک مقیاس مشترک محاسبه می‌شوند.

علاوه بر این، باید حتماً عامل زمان را نیز در محاسبه هزینه‌ها و درآمدهای پروژه در نظر گرفت. طبیعی است ارزش یک دلار امروز با ارزش همین پول در ۵ سال آینده یکسان نیست. دخالت عامل زمان نیز با استفاده از نرخ تنزیل محاسبه می‌شود. به این ترتیب چنانچه نرخ بهره را r در نظر بگیریم یک واحد دلاری که t سال قبل سرمایه‌گذاری شده باشد امروز ارزشی معادل $(1+r)^t$ خواهد داشت به عبارت دیگر مقدار پولی که امروز باید سرمایه‌گذاری نمود تا در t سال آینده معادل یک دلار ارزش داشته باشد رقم $(1+r)^{-t}$ خواهد بود.

اصولاً روش‌های ارزیابی اقتصادی یک طرح به دو دسته ساده و روش‌های مبتنی بر تنزیل جریان نقدینگی تقسیم می‌شوند: «نرخ بازده داخلی سرمایه‌گذاری» و «دوره برگشت سرمایه» مهم‌ترین تکنیک‌های موجود جهت ارزیابی اقتصادی یک طرح بر مبنای روش‌های ایستا و «ارزش حال خالص» و «نرخ بازدهی داخلی» عمده‌ترین تکنیک‌های موجود بر مبنای روش‌های تنزیل جریان نقدینگی می‌باشند. در اینجا با توجه به لزوم استفاده از یک مدل پویا از هر دو رویکرد «ارزش حال خالص» و «نرخ بازدهی داخلی» برای تحلیل هزینه فایده خط لوله گاز ایران به اروپا استفاده می‌کنیم.

ارزش حال خالص^۱ یک پروژه عبارتست از: اختلاف میان ارزش حال جریانهای نقدی ورودی و خروجی آینده. این بدان معنی است که جریانهای نقدی آتی می‌بایست بر اساس یک نرخ تنزیل از پیش تعیین شده نسبت به زمان آغاز پروژه تنزیل شود.

نرخ تنزیل نرخى است که بر مبنای آن جریانهای نقدی به نرخ حال تبدیل می‌شود و عموماً معادل هزینه فرصت سرمایه می‌باشد. افزایش دریافت‌های نقدی و سال‌های فعالیت طرح موجب افزایش ارزش حال خالص شده و از سوی دیگر نرخ تنزیل بالاتر و پرداخت‌های نقدی بیشتر، کاهش ارزش حال خالص را بدنبال خواهد داشت.

در صورت تأمین اعتبار مالی مورد نیاز طرح از طریق وام بلندمدت، باید نرخ تنزیل مورد استفاده جهت محاسبه ارزش حال خالص برابر یا بیشتر از نرخ بهره وام تعیین گردد و چنانچه برای تأمین مالی از هیچ وامی استفاده نشود نرخ تنزیل باید معادل نرخ بهره وام‌های اعطایی بلندمدت تعیین گردد.

پس از محاسبه کلیه جریان‌های هزینه‌ای و درآمدی، چنانچه درآمد طرح در طول مدت عمر آن از هزینه‌های طرح بیشتر یا برابر باشد، می‌توان گفت که این پروژه به لحاظ اقتصادی توجیه‌پذیر است. نخستین قدم محاسبه درآمدها و هزینه‌هاست. درآمد یک پروژه صادرات گاز معمولاً از طریق حاصل ضرب مقدار گاز صادراتی در قیمت آن محاسبه می‌شود.

هزینه‌های احداث یک خط لوله از دو هزینه سرمایه‌ای^۲ و عملیاتی^۳ و مجموعه دیگری از هزینه‌ها تشکیل می‌شود که تقسیم‌بندی آنها به صورت زیر خواهد بود:

- هزینه سرمایه‌گذاری خط لوله و هزینه سرمایه‌گذاری کمپرسورها
- هزینه عملیاتی خط لوله و هزینه عملیاتی کمپرسورها
- هزینه ترانزیت: بسیاری از خط لوله انتقال گاز بین‌المللی در مسیر انتقال به مقصد معمولاً از یک یا چند کشور عبور می‌کنند که این کشورها برای این که اجازه عبور این خط لوله از خاک خود را صادر کنند هزینه‌ای به نام هزینه ترانزیت را از طرفین ذینفع خط لوله دریافت می‌کنند و نرخ این هزینه نیز در کشورهای مختلف، یکسان نیست.
- هزینه بازپرداخت وام: شیوه تأمین پروژه‌های احداث خط لوله یکی از عوامل تأثیرگذار بر هزینه‌های این گونه پروژه‌ها می‌باشد. عموماً در پروژه‌های عظیم زیرساختی بین‌المللی بخش مهمی از هزینه‌های طرح از طریق اخذ وام از مؤسسات مالی بین‌المللی انجام می‌گیرد. بدین صورت که بخشی از هزینه طرح (۳۰ تا ۵۰ درصد) از طریق منابع داخلی و مابقی (۵۰ تا ۷۰ درصد) از طریق فاینانس تأمین اعتبار می‌شود. نکته قابل توجه در این میان بازپرداخت وام‌های دریافتی است که معمولاً در طی مدت ۱۰ سال انجام می‌گیرد، لذا در طول ۱۰ سال نخست اجرای خط لوله باید هزینه‌ای با عنوان هزینه بازپرداخت وام به هزینه‌های خط لوله اضافه می‌شود.
- هزینه خوراک: یکی دیگر از هزینه‌هایی که در ارزیابی اقتصادی پروژه‌های انتقال گاز باید مد نظر قرار بگیرد هزینه خوراک تحویلی به خط لوله می‌باشد چرا که گازی که به خط لوله تحویل می‌شود طی یک فرایند پیچیده تولید شده و این فرایند مستلزم صرف هزینه‌های قابل ملاحظه‌ای

1 - Net Present Value

2 - CAPEX

3 - OPEX

است. از سوی دیگر باید در نظر داشت که این هزینه در واقع هزینه فرصت استفاده از گاز برای صادرات می‌باشد.

خط لوله گاز ایران به اروپا با عبور از ۴ کشور ترکیه، بلغارستان، رومانی و مجارستان در نهایت به کشور اسلواکی در اروپای غربی خواهد رسید. بر اساس برنامه‌ریزی‌های انجام شده، کشورهایی که در طول مسیر قرار دارند بخشی از گاز ارسالی در خط لوله را مورد استفاده قرار خواهند داد. در این مقاله دوره احداث خط لوله را ۴ سال (۲۰۰۶ - ۲۰۱۰) و عمر مفید آن را ۳۰ سال در نظر گرفته‌ایم. ظرفیت نهایی این خط لوله ۳۲ میلیارد متر مکعب است که طی مدت ۱۰ سال به تدریج به ظرفیت نهایی خواهد رسید.

در این بخش از مقاله، به منظور تحلیل هزینه-فایده احداث خط لوله صادرات گاز ایران به اروپا با شرایطی که ذکر شد، نسبت به محاسبه هزینه‌ها و درآمد پروژه اقدام نموده و با قرار دادن آن در مدل می‌توان نسبت به اقتصادی بودن یا نبودن پروژه اظهار نظر کرد. به همین منظور یک سناریوی مرجع را برای انجام محاسبات در نظر گرفته و سپس جهت برآورد میزان حساسیت مدل نسبت به تغییر در هزینه‌های طرح از چهار سناریوی دیگر نیز استفاده خواهیم کرد. متغیرهایی که بر اساس آنها از مدل، تحلیل حساسیت به عمل خواهیم آورد عبارتند از: قیمت گاز، نرخ ترانزیت، درصد فاینانس به کل منابع پروژه و نرخ تنزیل.

سناریوی مرجع

در طرف هزینه‌ها دست کم ۵ نوع هزینه بر پروژه مترتب خواهد بود که عبارتند از: هزینه سرمایه‌گذاری، هزینه عملیاتی، هزینه خوراک، هزینه ترانزیت و هزینه بازپرداخت وام. در طرف درآمدی نیز درآمد پروژه عبارتست از: حاصل ضرب قیمت گاز صادراتی در مقدار آن.

هزینه سرمایه‌ای خط لوله^۱: با وجود آنکه هزینه‌های متنوع و متعددی بر احداث و نگهداری خطوط لوله مترتب می‌باشد، ولی با اندکی تسامح می‌توان این هزینه‌ها را شامل هزینه‌های تهیه فولاد مورد نیاز خط لوله و نصب آن و نیز هزینه احداث ایستگاه‌های تقویت فشار دانست چرا که با توجه به درصد بسیار بالایی هزینه احداث خط لوله فولادی و نیز ایستگاه‌های تقویت فشار در هزینه کل، سایر هزینه‌ها قابل چشم‌پوشی می‌باشند.

بر اساس آخرین برآوردهای فنی و با در نظر گرفتن افزایش بهای فولاد در سال ۲۰۰۶ هزینه احداث هر اینچ کیلومتر خط لوله فولادی با ضخامت X70 معادل ۳۰ هزار دلار می‌باشد. در صورتی که این رقم را در کل طول خط لوله یعنی ۴۷۱۰ کیلومتر و نیز قطر آن یعنی ۵۶ ضرب کنیم، هزینه سرمایه‌ای احداث خط لوله فولادی ۷/۹ میلیارد دلار به دست می‌آید.

هزینه سرمایه‌ای ایستگاه‌های تقویت فشار: مطابق آخرین استانداردهای بین‌المللی سال ۲۰۰۵ هزینه سرمایه‌ای مورد نیاز برای احداث ایستگاه‌های تقویت فشار گاز در طول مسیر خط لوله به ازای هر اسب بخار (HP) معادل ۱۵۰۰ دلار می‌باشد. از سوی دیگر با توجه به ضرورت احداث ۲۷ ایستگاه تقویت فشار در طول مسیر، ارسال گاز در این خط لوله مستلزم ایجاد ۲۶۶۰ مگاوات قدرت تقویت فشار می‌باشد.

به منظور محاسبه هزینه سرمایه‌ای، باید واحد اسب بخار را به مگاوات تبدیل نمود. لذا با توجه به اینکه در سیستم تبدیل واحدهای انرژی هر ۷۴۵ وات معادل یک اسب بخار می‌باشد، هزینه سرمایه‌ای ایستگاه‌های تقویت فشار به شرح ۵/۲ میلیارد دلار محاسبه می‌شود. از آنجایی که هزینه سرمایه‌ای کل پروژه معادل مجموع هزینه‌های سرمایه‌ای خط لوله و ایستگاه‌های تقویت فشار می‌باشد، هزینه سرمایه‌ای پروژه ۱۳ میلیارد و ۱۵۰ میلیون دلار ۱۵ بدست می‌آید.

هزینه عملیاتی پروژه‌های خط لوله: در یک سال با توجه به استانداردهای بین‌المللی ۳ درصد کل هزینه‌های سرمایه‌ای در آن سال فرض می‌شود. بر این اساس هزینه عملیاتی این پروژه برای هر سال ۳۹۴/۵ میلیون دلار محاسبه می‌شود.

هزینه خوراک تحویلی به خط لوله: از دیگر هزینه‌هایی است که الزاماً در محاسبه هزینه‌ها باید مد نظر قرار گیرد. با توجه به اینکه هزینه هر میلیون Btu^۱ گاز تحویلی به خط لوله در مبدأ آن یعنی عسلویه معادل ۷۰ سنت تعیین شده است و با در نظر گرفتن اینکه هر یک میلیون Btu معادل ۳۵ متر مکعب گاز طبیعی است، هزینه هر متر مکعب گاز تحویلی به خط لوله دو سنت در نظر گرفته می‌شود. هزینه خوراک در سناریوی حاضر از حاصل ضرب بهای تمام شده گاز و تحویل آن به مبادی خط لوله در حجم گاز صادراتی بدست می‌آید. حجم گاز صادراتی نیز بر اساس جدولی که پیش‌تر معرفی گردید از ۹ میلیارد متر مکعب در سال نخست به ۳۲ میلیارد متر مکعب در سال یازدهم و بعد از آن خواهد رسید که از حاصل ضرب بهای تمام شده در حجم گاز طبیعی صادراتی در هر سال هزینه خوراک در آن سال بدست می‌آید. بر این اساس هزینه خوراک در سال نخست به صورت زیر ۱۸۰ میلیون دلار برآورد می‌شود.

معمولاً هزینه‌های سرمایه‌ای پروژه‌های زیرساختی، با توجه مدت زمان اجرای عملیات احداث طرح به اشکال متفاوتی بین سال‌های مختلف اجرای پروژه تخصیص می‌یابد. در اینجا کل هزینه سرمایه‌ای به نسبت مساوی در تعداد سال‌های احداث خط لوله تقسیم می‌شود. به این ترتیب با توجه به اینکه مدت احداث خط لوله ۴ سال در نظر گرفته شده است، در هر سال ۲۵ درصد هزینه‌های سرمایه‌ای اختصاص خواهد یافت لذا رقم تخصیص هزینه سرمایه‌ای در طول دوره احداث خط لوله، برای هر سال ۳/۲۹ میلیون دلار محاسبه می‌شود.

با توجه به اینکه خط لوله صادرات گاز ایران به اروپا باید در مسیر خود از ۵ کشور عبور کند، هزینه ترانزیت یکی از هزینه‌های اجتناب ناپذیر در این پروژه خواهد بود. در قراردادهای رایج امروز هزینه ترانزیت به عنوان تابعی از حجم گاز عبوری از خط لوله و طول آن محاسبه می‌شود و به این ترتیب هزینه کل ترانزیت عبارتست از: حاصل ضرب هزینه هر واحد ترانزیت در طول مسیر خط لوله ضرب در مقدار گازی که در خط لوله جریان می‌یابد. بر اساس قراردادهای نهایی سال ۲۰۰۵ در اروپا، نرخ ترانزیت گاز طبیعی در کشورهای اروپایی معادل ۳۵ تا ۵۰ سنت برای هر یک میلیون Btu در ۱۰۰۰ کیلومتر بوده است. به هر حال، از مسیر ۴۷۱۰ کیلومتری خط لوله عسلویه به براتیسلاوا حدود ۱۷۶۹ کیلومتر آن در ایران واقع شده و لذا فقط در مسیر ۲۶۵۰ کیلومتری خارج ایران هزینه ترانزیت باید پرداخت شود. این هزینه نیز به دلیل متغیر بودن حجم گاز صادراتی، در ۱۰ سال نخست طرح، متغیر بوده و به تدریج افزایش می‌یابد. در سناریوی مرجع حاضر، نرخ ترانزیت بالاترین نرخ ترانزیت در کشورهای اروپایی

1 - British Thermal Unit

یعنی ۵۰ سنت برای هر میلیون Btu در ۱۰۰۰ کیلومتر فرض می‌شود. از تبدیل واحد Btu به متر مکعب هزینه ترانزیت برای این پروژه ۱/۶۶ سنت بر متر مکعب می‌باشد. بدین ترتیب، کل هزینه ترانزیت در سال نخست ۳۹۶ میلیون دلار بدست می‌آید.

آخرین هزینه‌ای که در این بخش مورد محاسبه قرار می‌گیرد، هزینه بازپرداخت وام‌های دریافتی جهت تأمین مالی پروژه می‌باشد. معمولاً در پروژه‌های بزرگ بین‌المللی، مجریان پروژه ۷۰ درصد هزینه‌های طرح را با استفاده از وام‌های دریافتی از بانکها و مؤسسات مالی بین‌المللی تأمین مالی می‌نمایند که این وام‌ها باید ظرف مدت ۱۰ سال مستهلک گردد. لذا در سناریوی مرجع پیش‌بینی کرده‌ایم که ۷۰ درصد هزینه سرمایه‌ای پروژه یعنی ۹ میلیارد و ۲۰۵ میلیون دلار آن از طریق بانکها و مؤسسات بین‌المللی تأمین مالی شود. با در نظر گرفتن نرخ بهره ثابت ۷ درصد برای وام‌های دریافتی در ۱۰ سال نخست اجرای طرح، باید سالانه ۱ میلیارد و ۲۸۵ میلیون دلار به منظور بازپرداخت وام‌های دریافتی به هزینه‌ها افزوده شود.

برای توجیه‌پذیری پروژه باید مجموع هزینه‌های طرح که همان مجموع اقلام هزینه‌های ذکر شده می‌باشد، در طول ۳۰ سال اجرای طرح از مجموع درآمدهای آن کمتر باشد.

برای محاسبه درآمد حاصل از صادرات گاز به اروپا کفایت حجم گاز صادراتی را در قیمت آن ضرب کنیم که در این میان حجم گاز صادراتی در سال‌های اولیه و نیز حجم نهایی صادرات مشخص می‌باشد. با توجه به اینکه حجم گاز صادراتی در ۱۰ سال نخست آغاز عملیات صادرات متغیر بوده و به تدریج افزایش می‌یابد، درآمد طرح نیز در این مدت متغیر خواهد بود. در مورد بهای گاز صادراتی نیز سناریوهای متفاوتی قابل طرح می‌باشد. با توجه به پیچیدگی فرایند تعیین قیمت گاز در قراردادهای بلندمدت صادراتی و اینکه بهای گاز در خلال مذاکرات مربوط به قرارداد تعیین خواهد شد به ناچار از قیمت‌های منطقه ای اروپا و قیمت‌های صادراتی گاز از کشورهای مهم تولیدکننده به این قاره الگوبرداری خواهد شد. بر این اساس در سناریوی نخست از قیمت صادراتی گاز روسیه به اروپا که در سال ۲۰۰۵ در حدود ۵/۹ دلار برای هر میلیون Btu معادل ۱۷ سنت برای هر متر مکعب بود، استفاده شده است. از حاصل ضرب این قیمت در حجم صادراتی گاز طبیعی که در سال نخست ۹ میلیارد متر مکعب می‌باشد درآمد طرح در سال نخست بدست می‌آید که رقم اسمی آن ۱ میلیارد و ۵۳۰ میلیارد دلار می‌باشد و در نهایت به ۵ میلیارد و ۴۴۰ میلیون دلار در سال یازدهم و بعد از آن می‌رسد.

همچنین به منظور محاسبه ارزش حال جریان‌های نقدی ورودی و خروجی طی ۳۰ سال مدت عمر خط لوله باید از یک نرخ تنزیل مناسب استفاده شود که معمولاً این نرخ را معادل نرخ بهره وام‌های بلندمدت بین‌المللی می‌گیرند. در سناریوی مرجع حاضر، نرخ تنزیل ۲ درصد بالاتر از نرخ بین‌المللی لایبور (که در حال حاضر ۵ درصد می‌باشد) در نظر گرفته شده است.

در ستون ماقبل آخر جدول پیوست، جریان نقدینگی پروژه در طول سال‌های مختلف احداث خط لوله و اجرای آن به تفکیک نشان داده شده است. همانگونه که ملاحظه می‌شود این جریان نقدینگی در سال‌های نخستین منفی بوده و به تدریج مثبت می‌شود.

در نهایت ارزش حال خالص پروژه که ماحصل کل داده‌های جدول پیوست می‌باشد مشخص خواهد کرد که این پروژه با ویژگی‌هایی که در سناریوی نخست بیان شد به لحاظ اقتصادی توجیه‌پذیر است یا

خیر. همانگونه که ملاحظه می‌شود، ارزش حال خالص سناریو معادل ۳ میلیارد و ۵۹ میلیون دلار می‌باشد که نشان می‌دهد پروژه صادرات گاز ایران به اروپا با سناریوی اخیر به لحاظ اقتصادی موجه می‌باشد. محاسبه نرخ بازده داخلی^۱ این طرح نیز اظهارنظر در خصوص وجه اقتصادی آن را تسهیل می‌کند. نرخ بازده داخلی عبارت از نرخ تنزیلی است که بر اساس آن ارزش حال خالص طرح برابر با صفر می‌شود، به طوری که ارزش حال دریافتی‌های حاصل از یک پروژه، با ارزش حال کل پرداختی‌ها (هزینه‌های) پروژه برابر می‌شود. با محاسبه نرخ بازدهی داخلی در واقع میزان بازده سرمایه‌گذاری مشخص شده و در نتیجه حداکثر نرخ بهره وامی که می‌توان برای اجرای طرح در نظر گرفت و دچار مشکل نشد، معین می‌شود.

بدین ترتیب، نرخ بازده داخلی پروژه در سناریوی مرجع ۸ درصد به دست می‌آید که یک درصد بالاتر از نرخ تنزیلی است که برای محاسبه ارزش حال خالص در نظر گرفته شد. با این نرخ بازده داخلی گرچه توجیه‌پذیری اقتصادی طرح مورد تأیید قرار می‌گیرد، ولی فاصله بسیار کم آن با نرخ تنزیل نشان دهنده آن است که طرح حاضر در سناریوی مرجع با غیر اقتصادی شدن فاصله اندکی دارد.

تحلیل حساسیت

اکنون به منظور ارزیابی بیشتر طرح، ضمن حفظ کلیه فرضیه‌ها که در سناریوی مرجع بیان شد بهای صادراتی گاز ایران را تغییر می‌دهیم و میزان حساسیت پروژه به تغییرات قیمت گاز را مورد بررسی قرار می‌دهیم. به همین منظور از قیمت صادراتی گاز روسیه به آلمان در سال ۲۰۰۵ یعنی ۶/۹ دلار در هر میلیون Btu یا ۲۰ سنت بر متر مکعب استفاده می‌کنیم. بدیهی است که در چنین حالتی درآمد پروژه افزایش می‌یابد. اما باید دید که این افزایش درآمد تا چه حد در ارزش حال خالص و نرخ بازده داخلی پروژه تأثیرگذار خواهد بود؟ در این حالت ارزش حال خالص پروژه معادل ۱۰ میلیارد و ۸۰ میلیون دلار برآورد می‌شود و نرخ بازدهی داخلی پروژه نیز از ۸ درصد در سناریوی نخست به ۱۱ درصد افزایش می‌یابد. هر چه قیمت گاز طبیعی نسبت به سناریوی مرجع بیشتر افزایش یابد نرخ بازدهی داخلی پروژه بیشتر شده و اطمینان نسبت به سوددهی آن افزایش می‌یابد و در عین حال مؤسسات مالی بین‌المللی و بانکها نیز با اطمینان بیشتری نسبت به تأمین مالی پروژه اقدام خواهند کرد.

همانطور که در بخش‌های پیشین ذکر شد، شیوه تأمین مالی پروژه‌های بزرگ یکی از عوامل مؤثر بر سوددهی و اقتصادی بودن پروژه‌هاست به طوری که امروزه پروژه‌های بزرگ بین‌المللی بدون تأمین مالی از مؤسسات مالی قابل اجرا نیست. لذا در سناریوی سوم حساسیت مدل را نسبت به تغییر در نسبت تأمین مالی پروژه از طریق مؤسسات مالی و بانک‌های بزرگ بین‌المللی می‌سنجیم. به همین منظور نسبت تأمین مالی پروژه از طریق وام را به ۵۰ درصد کاهش داده و در مقابل سهم منابع داخلی را در این بخش به ۵۰ درصد افزایش می‌دهیم. تأمین مالی ۵۰ درصدی هزینه‌های سرمایه‌ای پروژه بدان معناست که از ۱۳ میلیارد و ۱۵۰ میلیون دلار، ۶ میلیارد و ۵۷۵ میلیون دلار آن از طریق منابع بانکی تأمین خواهد شد. بدین ترتیب با در نظر گرفتن نرخ بهره ۷ درصد برای وام‌های دریافتی و با استفاده از عملگر PMT در نرم افزار Excel، مبلغ اقساطی که در ۱۰ سال نخست باید پرداخت شود، ۹۳۶ میلیون دلار خواهد بود

1- Internal Rate of Return

که کمتر از میزان مشابه در سناریوی مرجع، ۱۲۸۵ دلار، می‌باشد که این امر به نوبه خود موجب بهبود جریان نقدینگی خواهد شد. ارزش حال خالص پروژه در این سناریو در حدود ۵ میلیارد دلار می‌باشد که بیشتر از رقم مشابه در سناریوی نخست می‌باشد و نرخ بازدهی داخلی آن نیز به ۹ درصد افزایش پیدا می‌کند. این بدان معنی است که هر چقدر سهم وام‌ها و کمک‌های دریافتی از مؤسسات مالی در تأمین مالی پروژه کمتر باشد، پروژه از ضریب توجیه‌پذیری بیشتری برخوردار خواهد بود.

حال به تحلیل حساسیت نرخ ترانزیت می‌پردازیم. در حال حاضر هزینه ترانزیت گاز به ویژه در کشورهای اروپایی که عظیم‌ترین و گسترده‌ترین و متنوع‌ترین شبکه عرضه و ترانزیت گاز را در اختیار دارد، رقمی بین ۳۵ تا ۵۰ سنت برای عبور هر یک میلیون Btu گاز طبیعی از ۱۰۰۰ کیلومتر مسیر می‌باشد. در سناریوی نخست، بهای ترانزیت گاز ۵۰ سنت در نظر گرفته شد که بالاترین رقم موجود به شمار می‌رود. در سناریوی چهارم رقم ۴۰ سنت را برای عبور هر یک میلیون Btu گاز طبیعی از ۱۰۰۰ کیلومتر مسیر در نظر می‌گیریم. از آنجا که هزینه ترانزیت یکی از هزینه‌های پنجگانه پروژه به شمار می‌رود، افزایش یا کاهش آن نتایج بدست آمده را دستخوش تغییر خواهد کرد. دریافت ۴۰ سنت برای عبور هر یک میلیون Btu گاز طبیعی از ۱۰۰۰ کیلومتر، معادل ۱/۱۴ سنت برای یک متر مکعب می‌باشد. بدین ترتیب، هزینه ترانزیت در سال نخست معادل ۲۷۲ میلیون دلار بدست می‌آید که در سال یازدهم به ۹۶۶ میلیون دلار بالغ می‌شود و تا سال سی‌ام در همین حد باقی خواهد ماند. بدیهی است که این رقم کمتر از مقدار مشابه آن در سناریوی نخست می‌باشد. این کاهش در هزینه کل به نوبه خود موجب افزایش جریان نقدینگی در طول سال‌های اجرای طرح خواهد شد و در نهایت ارزش حال خالص پروژه نیز افزایش یافته و به رقم ۶ میلیارد و ۲۸۴ میلیون دلار می‌رسد. در عین حال نرخ بازدهی داخلی پروژه نیز افزایش یافته و به ۱۰ درصد می‌رسد. لذا ملاحظه می‌شود که هر گونه کاهش در نرخ ترانزیت موجب بهبود توجیه‌پذیری اقتصادی پروژه صادرات گاز ایران به اروپا خواهد شد.

در سناریوی پنجم با فرض ثابت بودن سایر شرایط می‌خواهیم نرخ تنزیل یا در واقع نرخ بهره وام‌های دریافتی بلندمدت را کاهش داده و اثر آن را بر ارزش حال خالص پروژه محاسبه نماییم. لذا در سناریوی حاضر، نرخ تنزیل را افزایش داده و عدد ۸ درصد را برای آن منظور می‌کنیم. تردیدی نیست که نرخ بهره یکی از هزینه‌های عمده پروژه‌های زیرساختی بلندمدت را تشکیل می‌دهد و هر گونه تغییر در آن سودآوری پروژه را مستقیماً تحت تأثیر قرار می‌دهد. تغییر نرخ تنزیل فقط در مرحله محاسبه جریان نقدینگی تنزیل یافته نمایان می‌شود. با افزایش این نرخ نسبت به سناریوی مرجع، جریان نقدینگی کاهش یافته و به تبع آن، ارزش حال خالص پروژه به ۷۰ میلیون دلار کاهش می‌یابد که در واقع باید آن را مرز اقتصادی بودن پروژه قلمداد کرد. در صورت تغییر نرخ بهره به رقمی بیش از ۸ درصد پروژه غیر اقتصادی خواهد شد.

نتیجه گیری

پروژه صادرات گاز ایران به اروپا را باید یکی از مناقشه انگیزترین طرح‌های اقتصادی کشورمان در طول چند سال اخیر دانست. این پروژه موافقان و مخالفان فراوانی را در این مدت متوجه خود ساخته است. مخالفان این طرح، اغلب با هرگونه صادرات گاز طبیعی کشورمان مخالفت می‌کنند. به عقیده این افراد با توجه به نیاز روزافزون کشورمان و رشد بالای ۱۱ درصدی سالانه تقاضای این حامل انرژی در کشور و نیز ضرورت تزریق مقادیر بسیار زیاد گاز به میدین نفتی کشور به منظور بهره برداری صیانتی از این میدین، و با عنایت به محدودیت ظرفیتهای تولید گاز طبیعی علیرغم بالا بودن ذخایر آن، صادرات گاز طبیعی به طور کلی قابل توجیه نیست.

به هر حال، کشوری که صاحب دومین ذخایر گاز طبیعی دنیاست، نباید از بازارهای جهانی گاز دور بوده و از قافله رقابت در این عرصه باز ماند. هم اکنون کشورهایی همچون الجزایر، اندونزی و لیبی با ذخایری بسیار کمتر از ایران در حال تسلط یافتن بر بازارهای جهانی گاز طبیعی و LNG هستند و هرگونه تأخیر در این خصوص، فرصتی را برای جبران به جای نخواهد گذاشت. به علاوه، بیش از نیمی از ذخایر گاز طبیعی کشورمان در میدین مشترک قرار داشته و شرکای ایران در این میدین به سرعت در حال بهره برداری از این ذخایر هستند. نمونه عینی این واقعیت را می‌توان در میدان گازی پارس جنوبی که در محدوده آبی میان ایران و قطر قرار گرفته مشاهده کرد. بیش از نیمی از ذخایر گاز ایران در این میدان که بزرگترین مخزن گازی مستقل جهان می‌باشد قرار گرفته است. این در حالی است که قطری‌ها یک دهه قبل از ما بهره‌برداری از این میدان را آغاز کردند و طرح‌های توسعه‌ای آنها در این میدان با شتاب بیشتری نسبت به گذشته در حال اجراست. لذا ایران هم هیچ راهی ندارد جز اینکه به سرعت نسبت به بهره‌برداری از سهم خود در این میدان اقدام نماید و در این میان، طبیعی است که بخشی از این حجم عظیم گاز استحصال شده - در صورت تحقق طرح‌های توسعه‌ای - می‌تواند به کشورهای هدف صادر شود.

در صورت انجام سرمایه‌گذاری‌های لازم، در سال‌های آینده ظرفیت تولید گاز طبیعی در ایران از تقاضا پیشی گرفته و امکان صادرات گاز در ابعاد وسیع را فراهم می‌نماید. از سوی دیگر سازمان‌ها و مؤسسات معتبر بین‌المللی نیز ایران را یکی از منابع اصلی تأمین گاز اروپا طی سال‌ها و دهه‌های آینده معرفی کرده‌اند.

از سال ۲۰۰۴ به این سو و افزایش انفجاری قیمت نفت و گاز طبیعی، بسیاری از طرح‌های نفتی که تا پیش از آن توجیه‌پذیر نمی‌نمود، مورد توجه سرمایه‌گذاران قرار گرفت. پروژه صادرات گاز ایران به اروپا را نیز می‌توان در زمره این طرح‌ها برشمرد. افزایش قیمت گاز طبیعی از ۲/۵ دلار در هر میلیون Btu در سال ۲۰۰۰ به بیش از ۸ دلار در هر میلیون Btu در سال ۲۰۰۶ این فرصت را بوجود آورد تا طرح‌هایی همچون پروژه صادرات گاز ایران به اروپا بیشتر از گذشته مورد توجه قرار بگیرد.

به این ترتیب صادرات گاز ایران به مرزهای اروپای غربی با وجود تحمل هزینه سرمایه‌گذاری بیش از ۱۳ میلیارد دلار و نیز هزینه‌های عملیاتی فراوان، به لحاظ اقتصادی می‌تواند توجیه‌پذیر باشد. در سناریوی نخست که سناریوی اصلی نیز بود، سعی بر آن بود که حتی‌الامکان سخت‌ترین شرایط برای پروژه در نظر گرفته شود و در نهایت ملاحظه گردید که با در نظر گرفتن هزینه ۲ سنت برای تولید هر متر مکعب گاز طبیعی و نیز هزینه ۵۰ سنت برای ترانزیت یک میلیون Btu گاز طبیعی در طول ۱۰۰۰

کیلو متر و نیز قیمت ۶ دلار برای هر یک میلیون Btu گاز طبیعی، ارزش حال خالص پروژه معادل ۳ میلیارد و ۵۸ میلیون دلار خواهد بود که نشان از توجیه‌پذیری اقتصادی پروژه دارد. بر اساس سناریوی مرجع، همچنین نرخ بازدهی داخلی پروژه رقم ۸ درصد خواهد بود که رقمی نسبتاً پایین و نزدیک به نرخ تنزیل در نظر گرفته شده، می‌باشد. این رقم بیانگر آن است که با وجود توجیه‌پذیری اقتصادی پروژه در شرایط مذکور در سناریوی نخست، این توجیه‌پذیری تا حدودی شکننده است ولی نقطه قوت این سناریو شرایط سختگیرانه آن می‌باشد؛ به بیان دیگر می‌توان گفت که با توجه به شرایط سخت سناریوی نخست، چنانچه نرخ بهره از ۸ درصد بیشتر نشده یا قیمت گاز نیز به کمتر از ۵/۵ دلار نرسد، پروژه به لحاظ اقتصادی توجیه‌پذیر است.

صرف نظر از مسأله توجیه‌پذیری اقتصادی، خط لوله صادرات گاز ایران به اروپا از زوایای دیگری نیز می‌تواند حائز اهمیت باشد. به عنوان مثال احداث یک چنین خط لوله‌ای می‌تواند منافع ایران و کشورهای دریافت‌کننده گاز این خط لوله را در یک پروژه عظیم به یکدیگر گره بزند. این مسأله موجب خواهد شد تا کشورهای اروپایی در جهت‌گیری‌های سیاسی خود نسبت به ایران با احتیاط بیشتری برخورد کنند.

در عین حال، علاوه بر توجیه‌پذیری اقتصادی، احداث خط لوله صادرات گاز ایران به اروپا، مزایای دیگری نیز برای دوطرف خواهد داشت که این مزایا برای ایران عبارتند از:

- افزایش سطح اشتغال ناشی از توسعه منابع گازی کشور
 - جذب سرمایه‌گذاری خارجی در طرح‌های انرژی کشور
 - امکان انتقال آخرین پیشرفت‌های حاصل شده در فناوری‌های نفتی به ویژه در زمینه اکتشاف، استخراج و انتقال نفت و گاز به داخل کشور با استفاده از همکاری‌های مشترک با شرکت‌های بزرگ نفتی
 - ایجاد یک منبع درآمدی غیرنفتی
 - حضور پررنگ‌تر در بازارهای جهانی گاز طبیعی و تسلط بیشتر بر شیوه‌های بازاریابی
- اما مزایای این پروژه برای کشورهای اروپایی را نیز به شرح زیر می‌توان برشمرد:
- متنوع نمودن هر چه بیشتر منابع عرضه گاز طبیعی و کاهش ضریب اخلاص در امنیت عرضه
 - دسترسی به دومین منبع گاز طبیعی جهان و امکان عقد قراردادهای جدید در این خصوص
 - کمک به رشد اقتصادی این کشورها با استفاده از یک منبع ارزان قیمت انرژی
 - جبران بخشی از هزینه واردات با استفاده از دریافت هزینه ترانزیت

منابع

- ۱- وزارت نفت، «کتاب نفت و توسعه ۴، گزارش اهم فعالیتهای وزارت نفت ۸۲-۱۳۷۶»، ۸۳
- ۲- وزارت نیرو، معاونت انرژی، «ترازنامه انرژی»، زمستان ۸۳
- ۳- وزارت نفت، اداره کل روابط عمومی، «صنعت نفت ره صدساله، گزارش فعالیتهای وزارت نفت ۸۲-۱۳۷۶»، ۸۳
- ۴- شبکه تحلیلگران تکنولوژی ایران، «مروری بر توان صادراتی گاز طبیعی ایران».
- 5- Bernardini Oliviero, "The regulation of the Gas Sector and Its Implications for Gas Trade", Seminar on Natural Gas in South east Europe Istanbul, May 2002.
- 6- Birol, Fatih, "Outlook for European Gas Demand Supply and Investment to 2030", International Energy Agency, 2003.
- 7- BP Statistical Review of World Energy, London, May 2005.
- 8- Capros Pantlis, "The European Energy Outlook to 2010 and 2030" International Journal of Global Energy Issues, Vol. 14, No. 4, 2000
- 9- Cayrade, Patrick, "Investment in Gas pipelines and LNG Infrastructures" Workshop on Insuring Against Disruptions of Energy Supply, Amsterdam May 2003.
- 10- Energy Information Administration, Internal Energy Outlook, 2003.
- 11- Eni, World Oil and Gas Review 2003.
- 12- European Commission, "Green Paper- Towards a European Strategy for the Security of Energy Supply", Technical Document", 2003.
- 13- European Commission, "Priority Axes and TEN-E Projects, Jul. 2003Hafner Manfred, "Assessment of Internal and External Gas Supply Options for The EU", Observatoire Mediterranee de IEnergie (OME).
- 14- European Union of Natural Gas Industry, Security of Gas Supplies, 2002Hayes Mark, "Factors that Explain Investment in Cross-Border Natural Gas Transport Infrastructures", A Paper presented to Program on Energy and Sustainable Development, Stanford University, May 2003
- 15- Hafner Manfred, "Future Natural Gas Supply Options and Supply Costs For Europe", Observatoire Mediterranee d IEnergie, 2002.
- 16- IEA/OECD Russia Energy Survey, 2002.
- 17- Mantos L., "European Energy and Transport Trend to 2030", European Commission, January 2003.
- 18- National Iranian Gas Export Company, "The Iran-Ukraine and Europe Gas Export Project", May 2005.
- 19- National Iranian Gas Export Company, Iran Gas Export Projects, Tokyo, April 2004.
- 20- National Iranian Gas Export Company, Iran-Europe Gas Pipeline, 2003.
- 21- Olcott Marth Brill, "International Gas Trade in Central Asia: Turkmenstan, Iran, Russia and Afghanistan", Paper Presented to Geopolitics of Natural Gas, May 2004.
- 22- Pirovska Margarita, "East European Natural Gas Markets: Opening to Competition", University Paris, 2003.
- 23- Ros Business Consulting Agency, Production and Transportation Projects The Russian Oil and Gas Company, December 2002
- 24- Seeliger Andreas, "European Gas Supply Model", Institute of Energy Economics, University of Cologne 2003Waern Karl Peter, "European Energy Security and Cooperation", The Energy Charter Secretariat, 2003.
- 25- "Supply Security: European Natural Gas", Power Economics, Vol. 6, No. 9, 2002.
- 26- "Growing Gas Import Market", Petroleum Economist, Vol. 69, No.11, November, 2002.